

А.Ю. Домников, канд. экон. наук, доц.  
М.Я. Ходоровский, д-р экон. наук, проф.  
*ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, Екатеринбург*  
К.Б. Кожов, канд. тех. наук  
*ОАО «УРАЛВНИПИЭНЕРГОПРОМ»,  
Екатеринбург*

## **РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННЫХ АГРЕГИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Предложенный методический подход и разработанные имитационные модели развития систем энергетики позволяют производить увязку областей эффективных решений по уровням территориальной иерархии электроэнергетических систем, в результате этого появляется возможность проведения более точной оценки эффективности интеграционных процессов в региональных системах энергетики в условиях неопределенности и многокритериальности.

Необходимость развития методологии и инструментария системных исследований наиболее остро ощущается в новых условиях социально-экономического развития, в связи с внедрением новых средств и механизмов управления энергетикой. Происходящие перемены требуют существенного изменения технологии и методов прогнозирования развития энергетики. При этом во многом обесцениваются методы и модели, отвечавшие концепции жесткого централизованного управления топливно-энергетическим комплексом страны. В условиях экономической самостоятельности территорий РФ и образования новых организационных форм в энергетике, качественно изменяется роль регионального уровня в управлении развитием энергетики. Кроме этого, возникают проблемы обоснования эффективности интеграционных связей по уровням территориальной иерархии систем энергетики и, прежде всего, электроэнергетических систем (ЭЭС). Это особенно актуально при реализации стратегии формирования энергетических округов, например рамках Уральского Федерального Округа.

В рассматриваемых условиях проявляется уязвимость традиционных методов оптимизации развития электроэнергетики. Задачи прогнозирования развития региональных ЭЭС при учете неопределенности и многокритериальности описываются моделями, в которых число переменных зачастую достигает многих сотен и тысяч. При этом исследования, базирующиеся на использовании традиционных методов математического программирования и вычислительных средств, весьма трудоемки. Все это вместе взятое побуждает к созданию инструментария системных исследований, основанного на принципах имитационного моделирования, которые предусматривают проведение имитационных экспериментов над оптимизационными моделями развития ЭЭС с использованием специальных методов аппроксимации показателей, описывающих множество получаемых решений.

При прогнозировании развития электроэнергетических систем можно выделить три взаимосвязанных иерархических уровня формирования и развития ЭЭС:

- 1) территориальный (субъекты РФ);
- 2) региональный (экономические районы, Федеральные округа);
- 3) федеральный (страна в целом или крупные секции ЕЭС).

Рассматриваемые уровни существенно отличаются по степени агрегирования показателей электроэнергетики. На первом уровне в качестве управляемых переменных, как правило, выступают показатели самих энергетических объектов: 1) мощности ( $N_i$ ); 2) объемы производства электроэнергии ( $W_i$ ) по конкретным электростанциям; 3) пропускные способности; 4) параметры режимов работы электрических связей и др. Это обуславливается осуществлением на данном этапе выбором состава и параметров электроэнергетических объектов.

На втором уровне иерархии «упор» делается на обеспечение рациональной структуры электроэнергетических объектов. В отдельных случаях, могут рассматриваться также конкретные объекты межтерриториального (регионального) значения. Последнее находит соответствующее ограничение в выборе состава управляемых переменных. На данном уровне вместо единичных электроэнергетических объектов выступают структурные группы, агрегирования по типам энергетического оборудования, режимам работы, видам топлива и др. При этом главными управляемыми переменными будут служить показатели интеграционных связей – прежде всего, обменные перетоки мощности и энергии между территориальными ЭЭС ( $N_{rr'}$ ,  $W_{rr'}$ ).

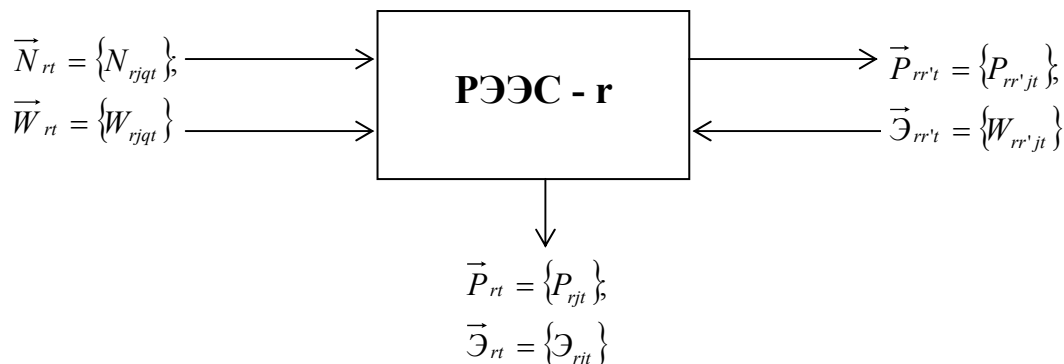
Третий уровень отличается от второго только степенью агрегирования электроэнергетических объектов, поскольку в этом случае главным предметом оптимизации являются межрегиональные энергетические связи.

Общие принципы и инструментарий разработки балансово-оптимизационных моделей развития ЭЭС рассмотрены в многочисленных работах [1-4].

Для увязки результатов оптимизационных расчетов по выделенным уровням территориальной иерархии ЭЭС предложен методический подход, основанный на принципах имитационного моделирования [3,4].

Сущность данного подхода состоит в получении агрегированных имитационных моделей, обобщающих результаты расчетов по уровням территориально - производственной иерархии ЭЭС. Разрабатываемые модели предназначены для использования при исследовании структуры ЭЭС, а также интеграционных процессов в системах различных рангов. В методическом отношении наиболее сложны способы стыковки моделей первого и второго уровней. Это объясняется качественным скачком, связанным с переходом от моделей с переменными по электроэнергетическим объектам (объектная форма) к агрегированным моделям со структурными переменными (структурная форма), отвечающим задачам второго иерархического уровня. Поэтому при формировании оптимизационных моделей первого уровня предусматривается задавать переменные в так называемой «объектно-структурной» форме, позволяющей на ос-

нове оптимизации переменных, относимых к конкретным энергетическим объектам, получать агрегированные характеристики по районной электроэнергетической системы (РЭЭС) в целом. Иными словами, в процессе агрегирования показателей РЭЭС необходимо переходить от показателей модели пространственной структуры к показателям одноузловой модели (рис. 1).



$N_{rjqt}(W_{rjqt})$  - суммарные величины мощности и выработки электроэнергии энергосистемы  $r$  по зонам графика нагрузок  $j$ , видам топлива  $q$  и этапам  $t$ ;

$P_{rjt}(E_{rjt})$  - суммарные электрические нагрузки и годовое электропотребление;

$P_{rr'jt}(E_{rr'jt})$  - обменные перетоки мощности и электроэнергии между системами.

Рис. 1. Показатели агрегированной модели РЭЭС

На втором уровне формируется модель объединенной энергосистемы энергетического округа (ОЭЭО), позволяющая исследовать интеграционные связи между районными энергосистемами. Основные показатели данной модели для условной трехузловой схемы ( $r=3$ ) приводятся на рис. 2.

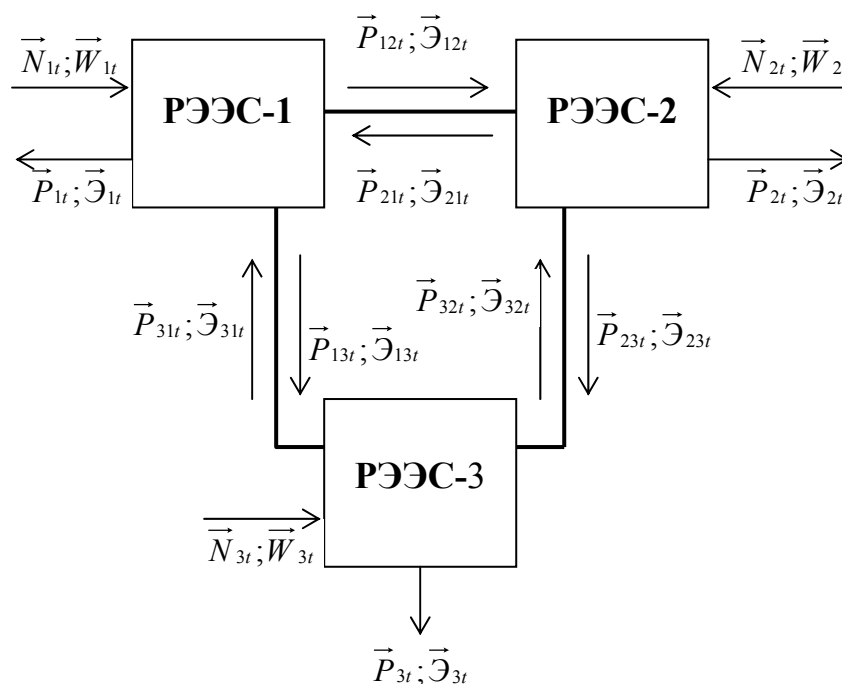


Рис. 2. Показатели агрегирования модели ОЭЭО

В рассматриваемой модели ОЭЭО в качестве структурных переменных используются:

1) суммарные мощности электростанций энергосистем  $r$  по зонам графиков нагрузки  $j$ , видам топлива  $q$  и этапам развития  $t$  -  $Y_{rjq}^N$ ;

2) суммарные перетоки мощности по международным связям по тем же режимным зонам -  $Y_{rr'jt}^N$ ;

3) объемы потребления топлива по видам  $q$  -  $Y_{rqt}^B$ ;

4) объемы потребления региональных ресурсов по ингредиентам  $k$  -  $Y_{rkt}^M$ .

В общем случае связи между структурными переменными  $Y_{rt}$  и объектными переменными  $X_{rit}$  описывается уравнениями вида:

$$Y_{rt} - \sum_i X_{rit} = 0 \quad (1)$$

В результате такого агрегирования резко снижается количество переменных, подлежащих оптимизации. Вместе с тем возникает необходимость в учете ряда ограничений, действующих на уровне региона. К ним относятся:

1) балансы мощности и электроэнергии по режимным зонам с учетом перетоков:

$$\alpha_P Y_{rjq}^N \pm \beta_P Y_{rr'jt}^N \geq P_{rjt}; \quad (2)$$

$$Y_{rjq}^N h_{rjt} \pm \beta_E Y_{rr'jt}^N h_{rjt} \geq \mathcal{E}_{rjt} \quad (3)$$

где  $\alpha_P$  - коэффициент резерва мощности;  $\beta_P$  и  $\beta_E$  - коэффициенты потерь мощности и энергии;  $h_{rjt}$  - числа часов использования электрогенерирующей мощности.

2) балансы котельно-печного топлива по основным видам  $q$ :

$$\sum_r Y_{rqt}^B \leq B_{qt} \quad (4)$$

3) ограничения по региональным ресурсам (экологические и др.):

$$\sum_r Y_{rkt}^M \leq M_{rkt} \quad (5)$$

При указанных условиях экономический функционал модели  $F$  может формироваться в виде дисконтированных интегральных затрат за расчетный период  $T(t=1, T)$ . Или же в виде дисконтированного интегрального эффекта за тот же период времени [5]. Независимо от вида функционала в нем можно выделить две структурные составляющие, относящиеся соответственно к энергосистемам  $F_r$  и к межсистемным связям  $F_{rr'}$ :

$$F = \sum_{t=1}^T \left( \sum_r F_{rt} + \sum_{rr'} F_{rr't} \right) (1 + \alpha)^{-t} \quad (6)$$

где  $\alpha$  - норма дисконта.

В свою очередь составляющая функционала  $F_r$  может быть разделена на три компоненты, зависящие от мощности электрогенерирующих источников  $F_r^N$ , потребления топлива  $F_r^B$  и использования региональных ресурсов  $F_r^M$ :

$$F_r = F_r^N + F_r^B + F_r^M \quad (7)$$

В процессе разработки агрегированных моделей региональных энергосистем возникает задача формирования функционалов  $F_r$  в виде зависимостей от оптимизируемых структурных параметров ЭЭС. Для решения этой задачи целесообразно применение методического подхода, основанного на имитационном моделировании.

Формирование показателей развития электроэнергетики региона (эндогенные переменные) должны включать условно непрерывные переменные, предназначенные для описания основных объемных показателей развития отрасли. При этом на региональном уровне можно, как правило, пренебречь дискретностью типоразмеров электроэнергетических объектов. Построение моделей показателей, характеризующих затраты базируется, главным образом, на применении регрессионного анализа. А в отдельных случаях при обнаружении сильных корреляционных связей между компонентами вектора внешних условий может быть полезно сочетание методов регрессионного и факторного анализа [6,7].

На основе этого сформирован следующий методический подход построения агрегированных моделей показателей развития электроэнергетики включающий этапы:

- 1) определение состава моделируемых выходных показателей управляющих параметров ЭЭС (эндогенных переменных);
- 2) формирование базовой оптимизационной электроэнергетической модели;
- 3) определение состава показателей внешних условий (экзогенных переменных);
- 4) установление количества уровней и диапазонов варьирования для управляющих параметров и экзогенных переменных;
- 5) качественная оценка эффектов взаимодействия факторов;
- 6) выбор типов регрессионных моделей для аппроксимации показателей развития электроэнергетики;
- 7) составление плана имитационных экспериментов;
- 8) формирование обучающей и контрольной выборок;
- 9) выполнение серии расчетов на базовой оптимизационной электроэнергетической модели;
- 10) проведение регрессионного анализа.

Следует обратить внимание на тесные прямые и обратные связи между выделенными этапами (рис. 3). Последнее, прежде всего, относится к этапам 4,5,6 и 7. Принципиально важен выбор типа регрессионной модели показателей развития электроэнергетики (этап 6), чему должен предшествовать априорный анализ характера влияния выделенных факторов (экзогенных переменных) и взаимодействия между ними (этапы 4 и 5). Осуществляемый на этапе 4 выбор числа уровней варьирования экзогенных переменных поставлен в зависимость от двух условий: типа используемой модели и величины интервалов неоднородности соответствующих показателей. Применение двухуровневых факторов можно рекомендовать при рассмотрении заведомо линейных моделей (полиномов первого порядка), а также при сравнительно небольших интервалах

неоднозначности (до 20-30%). При большей степени неоднозначности целесообразно вводить третий (промежуточный) уровень варьирования с тем, чтобы иметь возможность использования нелинейных моделей. Применение планов с числом уровней свыше трех представляется неоправданным из-за резкого увеличения размерности выборок и малых гарантий в части повышения точности аппроксимируемых моделей, особенно при линейности базовых электрогенерирующих моделей.



Рис. 3. Структурная схема построения моделей аппроксимации показателей развития электроэнергетики

Выбору типов аппроксимирующих регрессионных моделей должен также предшествовать качественный анализ взаимодействий между факторами (этап 5). Особенно это касается переменных, описывающих технико-экономические показатели энергетических объектов и интегральные затраты. В частности, концентрация мощности и размещение электроэнергетических объектов в значительной мере зависят от того или иного сочетания электроэнергетических, топливно-энергетических и экологических условий. При этом, эффекты от взаимодействия показателей внутри групп менее ощутимы. Поэтому при необходимости учета взаимодействий, как правило, достаточно подобрать представительные показатели для каждой из групп внешних условий. Поставленной задаче наиболее полно отвечают модели, представленные в виде регрессионных уравнений [6,7].

В рассматриваемых задачах могут применяться две разновидности моделей: факторные и полиномиальные (этап 6). При этом, факторные модели главных эффектов (например, интегральных затрат) включают группы слагаемых, зависящих только от одного фактора (переменной). С помощью полиномиальных моделей появляется возможность работать с большей размерностью пространства переменных, поэтому они наиболее предпочтительны.

С выбором типа модели непосредственно связана разработка планов имитационных экспериментов (этап 7). При относительно небольших размерностях задач (с числом факторов до 6-8) для построения факторных и полиномиальных моделей первого порядка могут быть применены дробные реплики полных факторных экспериментов (ПФЭ) с двухуровневыми планами [6]. При использовании полиномиальных моделей второго порядка требуется переход к трехуровневым планам. При этом дробные реплики должны быть построены с учетом взаимодействия между факторами, а также дополнены центральной и звездными точками.

После планирования экспериментов появляется возможность определить спектры планов и тем самым сформулировать обучающую выборку для определения программы оптимизационных расчетов на базовой модели (этап 8). Одновременно с обучающей следует наметить контрольную выборку. В последнюю целесообразно включить два вида планов: промежуточные и удаленные (по расстояниям в евклидовом пространстве показателей внешних условий). Первые из них предназначены для проверки интерполяционных качеств, а вторые - для оценки экстраполяционных возможностей получаемых аппроксимационных моделей. Кроме того, при формировании контрольной выборки несомненный интерес представляют планы, намеченные экспертным путем.

В связи с необходимостью проведения больших серий оптимизационных расчетов на базовой модели (этап 9) для облегчения подготовки и корректировки исходной информации, а также обработки результатов расчетов на компьютере целесообразно применение специальных сервисных программ. Весьма полезно также провести группировку расчетных вариантов по показателям внешних условий, что позволит выбрать наиболее рациональную последовательность проведения оптимизационных расчетов.

Задачей заключительного этапа является построение регрессионных моделей (этап 10). Для этих целей необходимо использование упомянутого выше аппарата регрессионного и корреляционного анализов [6,7], имеющих развитую программную реализацию. В процессе исследований должны выявляться регрессионные модели, приемлемые по критериям статистической значимости параметров, и среди них производится отбор наиболее эффективных моделей.

Применение предложенного методического подхода повышает эффективность имитационного моделирования при прогнозировании развития ЭЭС, главным образом, благодаря существенному снижению размерности пространства переменных, обеспечению учета влияния внешних факторов при неопределенности будущих условий, а также благодаря расширению возможностей обоснования согласованных решений по уровням территориально – производственной иерархии ЭЭС с учетом интересов субъектов системы управления энергетикой.

### Выводы

1. Анализ постановки и методов решения задач формирования и развития ТЭК свидетельствует о целесообразности создания имитационной информационно – моделирующей системы для прогнозирования развития региональных ЭЭС с обоснованием эффективности интеграционных связей по уровням территориально – производственной иерархии.

2. Предложены модели агрегирования показателей электроэнергетики территориальных подразделений региона, а также обобщенная оптимизационная модель ЭЭС с тепловыми электростанциями.

### Библиографический список

1. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. – М.: Наука, 1983 – 456 с.
2. Макаров А.А., Мелентьев Л.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1973 – 276 с.
3. Криворучский Л.Д. Имитационная система для исследований развития энергетического комплекса. – Новосибирск: Наука. 1983. 120 с.
4. Имитационное моделирование систем энергетики / Арзамасцев Д.А., Ерохин В.Р., Криворучский Л.Д., Мардер Л.И., Мызин А.Л. – Иркутск – Свердловск: СЭИ, 1988 – 158 с.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция)/ М-во экон РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: ОАО «Издательство Экономика», 2000, 421 с.
6. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. – М.: Статистика 1987. – 351 с.
7. Четыркин Е.М. Статистические методы прогнозирования. – М.: Статистика. 1977 – 200 с.